

INSIM Numérico: Um Simulador de Fluxo entre Poços com Abordagem Numérica no Cálculo do Perfil de Saturação

Dimary M. López¹ Sinésio Pesco² Abelardo. B. B. Junior³

PUC-Rio, RJ

José R. P. Rodrigues⁴, Rodrigo G. Cavalcante⁵, Regina R. C. Alves⁶

PETROBRAS R&D Center (CENPES), RJ.

Malú Grave⁷

UFF, RJ

Decisões importantes sobre a estratégia a ser adotada na exploração de um reservatório passam pela análise de diversos cenários de produção por meio de simulações numéricas. Portanto, é fundamental que o simulador seja computacionalmente eficiente, além de gerar resultados precisos.

Surgem, assim, os modelos híbridos, que combinam propriedades físicas com modelos baseados em dados. Entre eles, destaca-se o INSIM-FT (*Interwell Numeric Simulation Model with Front-Tracking*) [1], uma versão aprimorada do modelo híbrido INSIM [3]. Nestes modelos, o reservatório é representado por volumes de controle, denominados nós principais, e pelas conexões entre estes nós. Em cada conexão, são definidos dois parâmetros: o volume poroso da conexão e a transmissibilidade, que são determinados por meio de um processo de ajuste de histórico e representam as propriedades físicas do reservatório na malha. Finalmente, o modelo resultante pode ser utilizado para simular a produção em diversos cenários.

A simulação do INSIM-FT consta de duas etapas. Numa primeira etapa, é obtida uma estimativa de pressão nos nós principais. Seguidamente, os valores de pressão são utilizados numa segunda fase para determinar o perfil de saturação em cada uma das conexões.

No INSIM-FT, o perfil de saturação é estimado por meio de um processo de *Front-Tracking*. No entanto, esse método apresenta algumas limitações, como a dificuldade de generalização para escoamento trifásico, incluindo o fluxo de gás, além da incorporação dos efeitos da compressibilidade no modelo. Além disso, o modelo não satisfaz, de forma geral, a lei de conservação de massa.

Para superar as limitações do modelo, propomos a aplicação de métodos numéricos na segunda etapa do simulador. Para isso, cada aresta da malha definida no INSIM é subdividida em vários nós, denominados nós intermediários. Assim, nessa segunda etapa, a equação de transporte é resolvida em cada um dos nós, tanto intermediários quanto principais, favorecendo a conservação de massa de forma global. Além disso, a aplicação de métodos numéricos possibilita a generalização do modelo para cenários mais complexos. Outra vantagem é que o fluxo em cada aresta continua sendo definido pelos mesmos parâmetros do INSIM-FT, mantendo a quantidade de parâmetros reduzida em comparação aos métodos tradicionais.

Para ilustrar a efetividade do método, considere um exemplo de reservatório com dois poços de completação única, sendo um injetor e um produtor, representados pelos pontos vermelhos na Figura 1. Outros nós principais que compõem a malha representando o reservatório, são definidos

¹dimarydelmoreno@gmail.com

²sinesio@puc-rio.br

³abelardo-puc@puc-rio.br

⁴jrprodrigues@petrobras.com.br

⁵rodrigogusmao@petrobras.com.br

⁶regina.costa@petrobras.com.br

⁷malugrave@id.uff.br

e ilustrados em roxo na mesma figura. Em cada conexão, são definidos 20 nós intermediários (ilustrados em verde), e os valores de transmissibilidade e volume poroso são dados por 1.028×10^{-13} e 31.25 m^3 , respectivamente. Em cada aresta, as curvas de permeabilidade relativa são idênticas, com expoentes de Corey para óleo e água de 1.5 e 3, respectivamente, e com permeabilidade relativa da água no ponto de saturação máxima de 0.7.

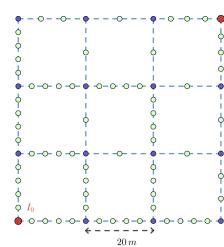


Figura 1: Exemplo de malha do Problema *Quarter 5 Spot* no INSIM Numérico. Fonte: De autoria própria.

Uma versão preliminar do simulador é utilizada, na qual consideramos o fluxo bifásico óleo-agua. Assim, na Figura 2, mostramos a produção estimada de cada fase no poço produtor. Os resultados obtidos são comparados com a simulação do mesmo cenário em um simulador de fluxo de uso comercial amplamente utilizado, o IMEX, do CMG Group [2]. Como pode ser observado na Figura, os resultados do novo método estão alinhados com o esperado.

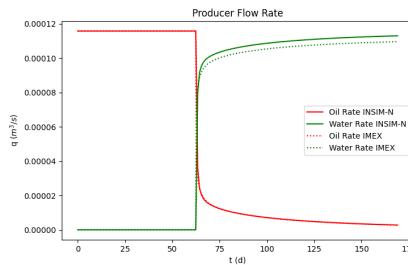


Figura 2: Vazão de fluido no poço produtor obtida pelo INSIM Numérico e pelo IMEX para o problema *Quarter 5 Spot*. Fonte: De autoria própria.

Referências

- [1] Z. Guo. “History Matching, Prediction and Production Optimization with a Physics-Based Data-Driven Model”. Tese de doutorado. The University of Tulsa, 2018.
- [2] Computer Modeling Group Ltd. **IMEX: Advanced Black Oil/Gas Reservoir Simulator**. Manual de circulação restrita. 2012.
- [3] H. Zhao, Z. Kang, X. Zhang, H. Sun, L. Cao e A. C. Reynolds. “INSIM: A data-driven model for history matching and prediction for waterflooding monitoring and management with a field application”. Em: **SPE Reservoir Simulation Conference**. 2015, D021S007R004.